

DEFENSA DE LA COMPETENCIA EN LOS MERCADOS ENERGÉTICOS.

EL ENFOQUE INTEGRAL DE LA AUTORIDAD ARGENTINA DE LA

COMPETENCIA

Marina Bidart y Diego Petrecola

Texto de Discusión N° 57

ISBN 987-519-127-2

Agosto 2005

CEER

Centro de Estudios Económicos de la Regulación

Universidad Argentina de la Empresa

Lima 717

C1073AAO Buenos Aires, Argentina

Tel. Fax: 54-11-43797693

E-mail: ceer@uade.edu.ar

www.uade.edu.ar

**DEFENSA DE LA COMPETENCIA EN LOS MERCADOS ENERGÉTICOS.
EL ENFOQUE INTEGRAL DE LA AUTORIDAD ARGENTINA DE LA
COMPETENCIA**

Marina Bidart

Diego Petrecola

Queda hecho el depósito legal que marca la ley 11.723

ISBN NRO.: 987-519-127-2

Catalogación en fuente

Defensa de la Competencia en los Mercados Energéticos.

El Enfoque Integral de la Autoridad Argentina de la Competencia

Diego Petrecola

Marina Bidart

Introducción

El objetivo de este trabajo ha sido establecer los principales rasgos de la actuación de la autoridad de competencia argentina en los mercados energéticos, en ejercicio de sus amplias facultades de control previo de concentraciones económicas y abogacía de la competencia.

A tal efecto se realizó un relevamiento de los 86 dictámenes técnicos emitidos por la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia respecto de las operaciones de concentración económica que le fueron notificadas y que comprendieron distintos segmentos de los mercados energéticos. Complementariamente se realizó un tratamiento más detallado de un cuerpo de jurisprudencia seleccionado.

El principal hallazgo de este trabajo es haber constatado que, gracias a la introducción de amplias facultades de control previo de fusiones y adquisiciones y de abogacía de la competencia, la autoridad de competencia se ha constituido en un actor institucional de relevancia en los mercados energéticos, habiendo salido de la marginación en que se situó durante su proceso de privatización y reestructuración.

En términos generales, se observó que la actuación del la CNDC se desarrolla con un perfil propio, asentado en lo que hemos denominado un “enfoque integral de los mercados energéticos”, que de modo natural se desprende del tipo de metodología que utiliza para el análisis de las concentraciones económicas la que, en líneas generales, sigue a la experiencia internacional en la materia.

Este trabajo comprende cuatro secciones. La primera desarrolla brevemente y en base a la literatura especializada los principales aspectos de los mercados energéticos y la importancia de adoptar un enfoque integral para su tratamiento por parte las instituciones públicas.

La segunda sección describe cuál fue el enfoque adoptado durante los procesos de desregulación y privatización de los mercados energéticos en Argentina y cuál ha sido el enfoque prevaleciente con posterioridad a ese proceso en los reguladores sectoriales y en la autoridad de competencia.

La tercera sección, describe los principales elementos constitutivos del enfoque integral de los mercados energéticos desde la perspectiva de la regulación y la competencia que postulamos para el caso argentino, conforme a la matriz energética y principales factores que inciden en la formación de los precios.

Finalmente una cuarta sección que es la más extensa y consta de dos partes, dedicada a profundizar en el enfoque de la autoridad de competencia respecto de los mercados energéticos. El apartado 4.1 muestra los resultados del relevamiento que hemos realizado de los 86 dictámenes de la CNDC (emitidos entre el inicio del control de concentraciones en octubre de 1999 y septiembre de 2005). El segundo apartado (4.2) presenta cuatro aspectos de relevancia para el análisis de los mercados energéticos identificados en un cuerpo seleccionado de dictámenes, que muestran cómo el enfoque de la CNDC se ha ido desarrollando de modo paulatino.

1. ¿Por qué es necesario un enfoque integral de los mercados energéticos?

Los mercados energéticos comprenden tres principales sectores que se encuentran estrechamente vinculados a través de cadenas de valor y mecanismos de formación de precios: la industria del petróleo y sus derivados, la industria del gas natural y la industria de la electricidad.

La interrelación entre las tres industrias constituye una entidad con sentido en sí misma, un “sistema energético” que interactúa de modo complejo con el desarrollo económico-social e influencia sobre el ambiente y su sostenibilidad (Salgado y Altomonte, 2001). El sistema energético ocupa una posición central en la sostenibilidad económico-social, por cuanto tiene un peso sustancial en la competitividad internacional de la industria y en el bienestar de los usuarios residenciales.

Los sistemas energéticos gravitan sobre un sustrato, que son los distintos recursos energéticos disponibles: petróleo, gas, hidráulidad, combustibles nucleares, carbón, entre otros (Oriolo, B., 2004). Luego, en los mercados energéticos se transan tanto los mencionados recursos energéticos, como una multiplicidad de productos derivados y servicios de todo tipo, que se eslabonan a través de cadenas productivas que dan como resultado final el suministro de electricidad y combustibles a las unidades productivas, los hogares y el sistema de transporte.

Dos cuestiones son de importancia clave para identificar los determinantes principales de la formación de los precios en los mercados energéticos. Por un lado, deben considerarse las posibilidades de sustitución entre los distintos recursos energéticos. El sistema de transporte se halla cautivo de los hidrocarburos, mientras que el caso de electricidad es diferente: la mayor parte de los recursos energéticos presentan algún grado de sustitución para la generación de electricidad. Ello es así porque se puede producir electricidad tanto a partir de combustible nuclear, como de hidrocarburos líquidos o gaseosos o de recursos renovables como la hidráulidad o el viento¹.

El segundo elemento a considerar es que en las etapas de transporte y distribución de gas y electricidad existen importantes subaditividades de costos (monopolios naturales) debido a su estructuración en redes físicas. En consecuencia esos servicios esenciales, en general, son prestados en condiciones de exclusividad, lo

¹ Actualmente es particularmente importante es la creciente utilización a nivel mundial del gas natural para la generación de electricidad, a través de la nueva tecnología de centrales de ciclo combinado, sustituyendo a otros recursos energéticos menos eficientes o amigables con el medio ambiente, como el carbón o el combustible nuclear.

que requiere de un accionar inteligente y efectivo de la administración pública para establecer tarifas y reglas de acceso sostenibles.

Las cuestiones hasta aquí referidas son de especial interés y relevancia cuando, naturalmente, los productos y servicios energéticos son provistos en un grado sustantivo por emprendimientos privados, como es el caso de la República Argentina.

2. El enfoque adoptado por los reguladores sectoriales y la autoridad de competencia.

Recordemos que la transformación radical del sistema energético argentino se inició en 1989 con las Leyes de Reforma del Estado y de Emergencia Económica, que establecieron el basamento legal sobre el cual se fue desarrollando el profuso plexo normativo por el cual se fue paulatinamente procediendo a la desregulación/privatización del sistema.

La reforma del sistema energético significó un corte profundo en una cierta continuidad histórica: el gobierno resolvió transferir al sector privado buena parte de la soberanía estatal sobre el sistema energético y sus recursos, cuya preservación (con sus más y sus menos) fuera una política compartida por las muy distintas administraciones que se sucedieron desde la posguerra.

En líneas generales, las reformas que dieron origen a la conformación y desarrollo de los mercados energéticos, comprendieron los siguientes elementos:

- la liberación de los precios de los distintos commodities energéticos;
- la privatización o la concesión de la casi totalidad de las empresas estatales incumbentes, algunas en condición de monopolio;
- la eliminación de las trabas al ingreso de capitales y actores privados;
- la reestructuración de la producción y de las redes de transporte y/o transmisión (separaciones horizontales y verticales), para generar estructuras de mercado competitivas en la producción de electricidad y gas natural;
- la definición de un nuevo rol para el Estado, consistente en:
 - regulación legal y económica (incluyendo la fijación de tarifas) particularmente de las empresas que operan en condición de exclusividad;
 - promoción y defensa de la competencia en los segmentos de acceso abierto.

Estas disposiciones cambiaron sustancialmente la modalidad de coordinación entre los subsistemas del sistema energético, por cuanto los actores pasaron a ser emprendimientos privados guiados, naturalmente, por la búsqueda de rentabilidad.

Para que con esta nueva lógica los mercados logren desempeñar con efectividad su doble rol de sustento material de la competitividad de las empresas y del bienestar de los hogares, es necesaria la concurrencia de un conjunto de decisiones, instrumentos e instituciones de orden público. Algunos de esos elementos fueron o debieron ser contemplados *ex ante* a la desregulación /privatización, mientras que otros, por su naturaleza económica, son elementos de consideración *ex post*.

Entre los elementos críticos *ex ante* cuentan la especificación de: i) los aspectos a desregular y a re-regular; ii) la estructura sostenible de la oferta considerando las

restricciones tecnológicas y otras, iii) la modalidad de privatización (que debiera ser consistente con los objetivos de ahorro de costos y mejoras de calidad argüidas como sustento de las reformas) y iv) el diseño del marco regulatorio y del órgano de control que regularán la operación de los nuevos agentes económicos.

Como es conocido, los especialistas coinciden en que estos elementos fueron razonablemente bien especificados en los procesos de desregulación/privatización del downstream del gas natural y del sector eléctrico, mientras que su consideración ha sido particularmente deficiente en el upstream del petróleo & gas y la refinación de hidrocarburos (Kozulj, R. 2002; Bondorevsky D. y Petrecolla, D. 2001 y Bogó, J. 2000, entre otros).

Al respecto se ha observado que, en el año 1999 (con notable posterioridad a los citados procesos de desregulación/privatización de los sectores de gas natural y electricidad) se procedió a la privatización en bloque de Yacimientos Petrolíferos Fiscales - YPF- empresa estatal que detentaba una fuerte posición de dominio en la producción de petróleo & gas natural y combustibles líquidos (refinación), contra las recomendaciones de la mayor parte de los especialistas que instaban a la separación vertical y horizontal empresa.

Los efectos negativos de esta decisión condicionaron y continúan condicionando la formación de los precios de los combustibles líquidos en nuestro país y, por ende, la formación de los precios de todo el sistema energético, máxime si se tiene presente que el mercado internacional de petróleo dista bastante de fijar precios competitivos, por el accionar regulador de la OPEP.

Con relación a los elementos críticos ex post al proceso de desregulación / privatización, el principal es un adecuado funcionamiento de las reglas establecidas en los marcos regulatorios y de los órganos de control - una suerte de tablero de comando para lograr que los mercados energéticos operen en beneficio de la competitividad de la economía y el bienestar de los hogares.

Nuevamente, aquí también la evaluación de los especialistas es más benigna respecto de la regulación de la industria de gas (transporte y distribución) y de electricidad (producción, transporte y distribución) y más crítica en relación a la situación de la producción de hidrocarburos, particularmente en lo atinente a la refinación y comercialización minorista.

En síntesis, por motivos que este trabajo no intenta discutir, el enfoque *ex ante* de la desregulación/privatización del sector energético careció de una visión integral de los mercados energéticos, con consecuencias negativas en la formación de los precios de los recursos energéticos y su traslación a lo largo de la cadena de valor, hasta llegar a las empresas y usuarios residenciales.

Esta visión siguió siendo la predominante ex post, por cuanto los entes reguladores han continuado actuando como si el sistema estuviera particionado en compartimientos estancos, lo cual en buena parte podría explicarse por la propia naturaleza de los marcos regulatorios, establecidos ex ante a la desregulación del upstream del petróleo & gas natural y de la refinación y, particularmente, a la privatización en condiciones de posición dominante de YPF.

Este enfoque compartimentado entre las distintas industrias del sistema energético se consolida con segmentaciones al interior de cada industria. Por un lado, la separación horizontal por áreas geográficas de la distribución de gas y de electricidad, no fue acompañada con una suficiente articulación entre los gobiernos provinciales a la hora de generar sus propios marcos y entes reguladores, lo cual es crítico considerando que no existen reguladores sectoriales nacionales o centrales con jurisdicción sobre todo el sistema.

Por otra parte, en el sector de exploración y producción de petróleo y gas, la federalización de las regalías, que fue parte del paquete de reformas, introdujo una visión segmentada del sector en base a clivajes regionales y las autoridades nacionales y provinciales no parecen haber logrado institucionalizar mecanismos efectivos de coordinación interjurisdiccional que posibiliten un posicionamiento gubernamental unificado respecto a la industria.

Una excepción a ese enfoque fragmentado respecto de los mercados energéticos que ha prevalecido a nivel de los reguladores sectoriales (nacionales y provinciales), ha sido la actuación de la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (en adelante CNDC) en el marco de las atribuciones que le fueran conferidas por la nueva Ley de Defensa de la Competencia N° 25.153, promulgada en setiembre de 1999.

La nueva norma estableció, entre otras cuestiones, un sistema general de control previo de operaciones de concentración económica (Artículos. 6° y SS.) que, consecuentemente, incluyó a las empresas que operan todos los mercados energéticos. Con respecto a los segmentos regulados, la ley creó un mecanismo de consulta obligatoria no vinculante con los reguladores sectoriales (Art. 16°).

En nuestra opinión, el enfoque integral de la CNDC sobre los mercados energéticos surge de la concurrencia de dos elementos: i) el principio jurídico de la realidad económica contenido en el artículo 3° y ii) la metodología de análisis que, con sus más y sus menos, la mayor parte de las autoridades de competencia utilizan para evaluar qué operaciones autorizar, prohibir o condicionar, y que, en líneas generales, se recoge en los “Lineamientos para el Control de las Concentraciones Económicas” (Resolución SCDyDC N° 164/2001) y la jurisprudencia de la CNDC.

Entendemos que por la propia normativa y jurisprudencia internacional, la CNDC se encuentra compelida a estudiar los efectos de cada concentración económica notificada, tanto en los mercados en que se producen impactos directos, como en aquellos en que los impactos son mediatos. Por ello, en el caso de los mercados energéticos que, como dijimos, integran un sistema estrechamente articulado y de alta incidencia en la economía y la sociedad en general, el único camino lógico, sobre todo cuanto se trata de operaciones de gran envergadura, es asumir un enfoque integral, tanto en la dimensión interindustrial como en la intraindustrial.

3. Los elementos constitutivos del enfoque integral de los mercados energéticos, desde la perspectiva la regulación y la competencia.

Existe un conjunto de elementos de índole económica e institucional que concurren a la hora de determinar el contenido de un enfoque integral que conviene

asumir desde el punto de vista de la regulación y la defensa de la competencia, de conformidad con el funcionamiento real de los mercados energéticos argentinos (principio de realidad económica).

Siguiendo la sucinta descripción del reporte sobre Argentina que producido por la Energy Information Administration de los EE.UU. (EIA, 2004), la producción de petróleo se encuentra totalmente privatizada. No obstante la total apertura de la industria al sector privado, la española Repsol-Ypf (la ex empresa estatal petrolera) retiene una posición de dominancia. En 2002, la empresa representó aproximadamente el 45% de la producción de petróleo. Existen tres otros jugadores de relevancia: Panamerican Energy, la estatal brasileña Petrobras y Chevron San Jorge, que conjuntamente representan un 32% adicional.

El downstream del petróleo es controlado por tres empresas: Repsol-Ypf, Esso y Shell, representando la primera aproximadamente el 52% de la capacidad instalada de refino. Este segmento de la industria fue caracterizado por la CNDC en ocasión del análisis de la compra de los activos de EG3 por parte de Petrobrás como de “competencia imperfecta” (Dictamen N° 293 de fecha 6 de noviembre de 2001, párrafo 98).

La privatización en bloque de YPF, también afectó el upstream del gas natural, el cual, a diferencia del petróleo no tiene precio internacional de referencia. Siguiendo nuevamente el reporte EIA 2004, en el upstream Repsol-YPF retiene una posición dominante, siendo que durante los primeros tres cuatrimestres de 2003, la firma representó el 33% de la producción de gas natural, seguida por Total Austral S.A. (19%), Pan American Energy (11%) y Pluspetrol S.A. (10%).

El esquema regulatorio estaba diseñado para que la tarifa para el usuario final del gas se inicie con la determinación competitiva de su precio en el upstream desregulado, agregándosele después los cargos regulados por transporte y distribución.

Sin embargo, como resultado de la concentración existente en el upstream del gas y del liderazgo en precios de Repsol YPF en ese mercado y en el de refinación (donde se produce el principal sustituto para la generación eléctrica: fuel oil), se invierte la dirección en que se forman los precios (net back value). Así, el precio del gas en boca de pozo terminó formándose partiendo del precio del fuel oil y de la disposición de pago de la porción más significativa de la demanda (la localizada en la región metropolitana de Buenos Aires: city gate), del cual se sustraen las tarifas de distribución, transporte y servicios de carga².

Finalmente, respecto del funcionamiento de la industria eléctrica, la misma cuenta con los mercados de transmisión y distribución regulados por cuanto se consideran monopolios naturales, mientras que el segmento de generación se observa desconcentrado y competitivo, administrado en lo referente a su despacho por una entidad sin fines de lucro, integrada por todos los participantes del mercado mayorista. No obstante, debe considerarse que en oportunidad de la revisión de la concentración AES-GENER, la CNDC, con la estrecha cooperación esa entidad, entendió que la desconcentración observada no era resguardo suficiente contra el ejercicio de prácticas

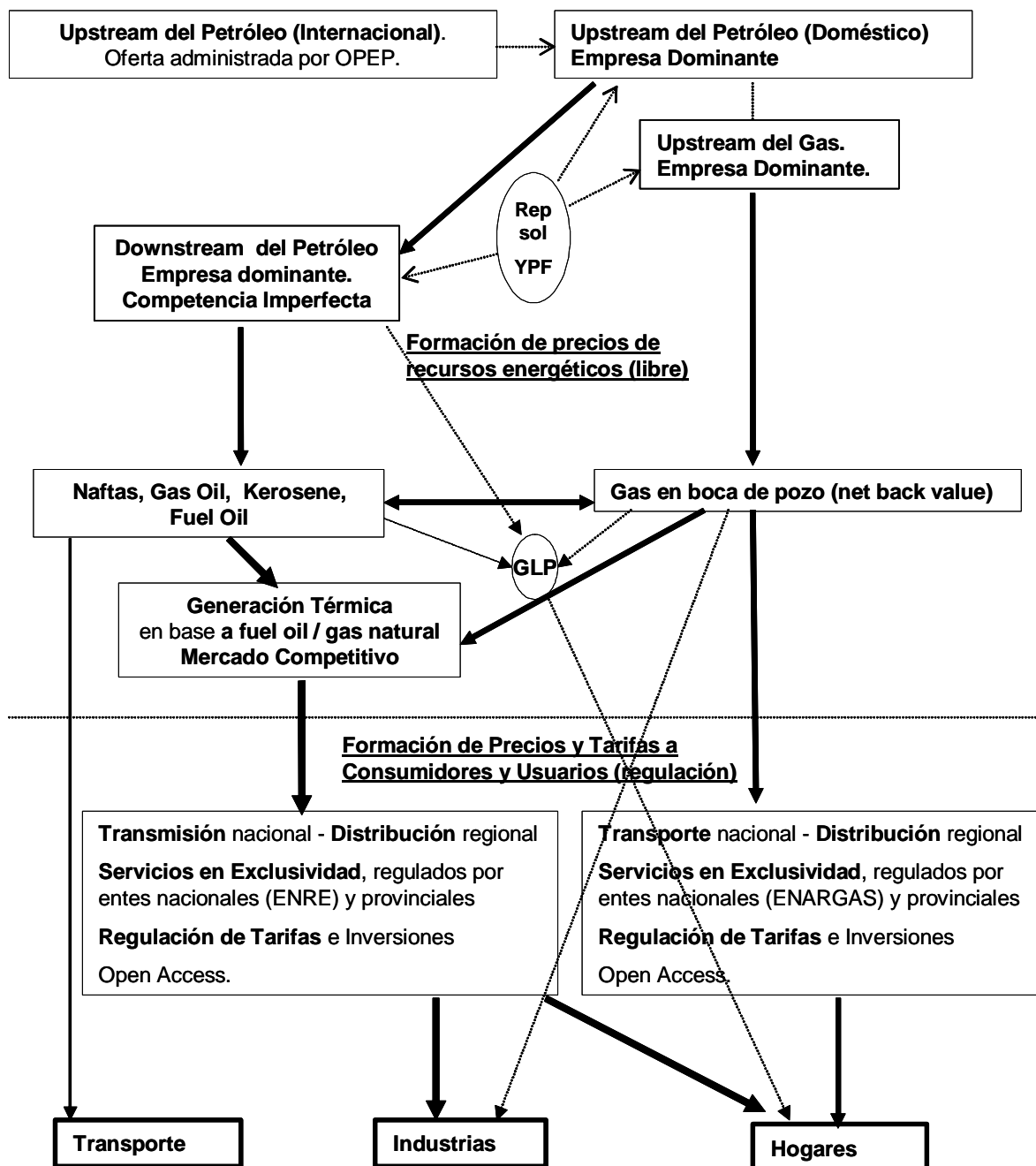
² Se puede observar que, a diferencia de los precios de la electricidad y siendo un insumo principal para su producción, el precio del gas en el mercado mayorista presentó una tendencia creciente (35% promedio entre cuencas) desde la desregulación hasta la crisis de fines del 2001 (Greco, E., 2003).

abusivas debido a características peculiares del sistema, tal como la inelasticidad de la demanda en momentos pico (Dictamen N° 272, del 24 de julio de 2001).

Como se anticipó, el funcionamiento de los mercados energéticos en beneficio de los usuarios industriales y residenciales se dificulta, adicionalmente, por la multiplicidad de reguladores regionales existentes, carentes de aceitados mecanismos de coordinación entre sí y con el regulador sectorial nacional. En este punto, es de notar que la CNDC, acorde a lo dispuesto en el precitado artículo 16° de la norma de competencia, ha procedido a consultar tanto a los reguladores sectoriales nacionales como provinciales, según la jurisdicción en juego en cada caso.

A continuación se muestra un sencillo esquema, que ilustra los elementos precedentemente presentados y sus interrelaciones.

Elementos clave de un enfoque integral de los mercados energético,
desde el punto de vista de la regulación y la defensa de la Competencia



Como síntesis de esta lo hasta aquí desarrollado y lección del caso argentino, considérese que dada la racionalidad orientada hacia la rentabilidad que caracteriza la toma de decisiones de los operadores en un esquema de desregulación y gestión privada, es de suma importancia que los distintos órganos que participan de la regulación y monitoreo de los mercados energéticos asuman un enfoque integral, tanto ex ante como ex post a los procesos de desregulación /privatización.

Este aspecto se presenta como un déficit del ordenamiento institucional en la Argentina respecto del cual la actuación de la autoridad de competencia parcialmente se diferencia, debido a la propia naturaleza de la legislación que aplica para el control de concentraciones económicas (principio de realidad económica y análisis conforme a la regla de la razón) y que la conduce “naturalmente” a enfocar la cuestión de modo integral, tanto a nivel interindustrial como a nivel intraindustrial e interjurisdiccional, según se mostrará en las siguientes secciones.

4. El control previo de concentraciones económicas en los mercados energéticos argentinos.

Hacia fines del año 1999 se sanciona la nueva Ley de Defensa de la Competencia N° 25.159, que amplía las facultades de la autoridad de competencia en relación a los mercados energéticos. No obstante, nótese que la ley anterior N° 22.262 si bien limitaba las facultades de la autoridad de competencia a la investigación y sanción de conductas anticompetitivas, también concedía amplia jurisdicción en relación a los sectores de la economía comprendidos por la norma³.

La nueva ley conservó la amplia cobertura de la precedente en cuanto a los sectores de la economía cubiertos y amplió las facultades de la autoridad⁴ a través de tres elementos: primero, constituir la en el órgano de aplicación del nuevo régimen de control previo de concentraciones económicas (Cap. III), segundo, otorgarle amplias facultades de abogacía de la competencia (Art. 24 inc. f) y, tercero, despejar posibles conflictos de competencia con los entes reguladores, al establecer las facultades exclusivas de la autoridad de competencia en los sectores regulados, cuando de cuestiones de defensa de la competencia se trata (Art. 52).

Pasados ya casi seis años de control previo de concentraciones económicas en los sectores energéticos, el relevamiento que hemos realizado muestra la existencia de un conjunto considerable de operaciones, algunas de ellas de notoria magnitud, evaluadas en los más disímiles mercados energéticos. Asimismo, se observa una cierta interacción con los reguladores sectoriales, inclusive con los reguladores sectoriales provinciales, así como también el uso de la abogacía de la competencia.

A continuación se muestran, en términos cuantitativos, los resultados más sobresalientes del relevamiento realizado. Luego, se procederá a un análisis en detalle de determinados aspectos de algunos dictámenes de la CNDC, que a nuestro entender han ido consolidando una visión integral y propia sobre las condiciones de competencia en los mercados energéticos.

³ Nótese que fue en el marco de esa legislación que la firma YPF S.A. fue severamente sancionada por abuso de posición dominante en el mercado de gas licuado de petróleo.

⁴ Nótese que debido a las demoras en el establecimiento del Tribunal Nacional de Defensa de la Competencia (conforme lo ordena la nueva ley), la autoridad argentina de competencia continúa operando conforme al modelo institucional de la ley anterior: dos órganos separados, uno decisor con jerarquía de Secretaría de Estado dependiente del Ministro de Economía (actualmente la Secretaría de Coordinación Técnica) y un segundo de carácter técnico (la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia) que instruye los procedimientos y emite un dictamen que, si bien debe ser justipreciado por el órgano decisor, no tiene carácter vinculante en relación a su decisión. No obstante, en la mayor parte de las situaciones la Secretaría ha seguido los dictámenes del órgano técnico colegiado -la CNDC.

4.1. El relevamiento de seis años de control de concentraciones económicas en los mercados energéticos.

El relevamiento fue realizado durante el mes de septiembre de 2005 y abarcó la revisión de todos los dictámenes emitidos por la CNDC desde el inicio del régimen de control previo de concentraciones económicas (octubre de 1999).

La investigación consistió en identificar todas aquellas actuaciones que hayan involucrado al menos un mercado energético y tomar nota del sector o los sectores y subsectores energéticos afectados por la operación.

A tal efecto se definieron tres sectores (hidrocarburos, downstream del gas natural y electricidad), cada uno con sus respectivos subsectores. En el caso de hidrocarburos, se consideraron los subsectores de: i) exploración y producción de petróleo y gas, ii) de refinación y gas licuado de petróleo⁵ y iii) de distribución minorista de combustibles, específicamente, estaciones de servicio. En el caso del gas natural se consideraron tres segmentos de su downstream: i) transporte, ii) distribución regional y iii) comercialización. En el caso de la electricidad, el sector fue desagregado en i) generación, ii) transporte y iii) distribución. No se agregó un segmento de comercialización, por no haber operaciones que lo involucren⁶.

Adicionalmente, respecto de cada operación, además de la decisión final de la autoridad de competencia, se relevó qué organismos del sector público (entes reguladores u otros) fueron consultados y si la decisión de autorización estuvo acompañada por recomendaciones conforme a las facultades de abogacía de la competencia u otras.

A continuación se presenta la base de datos obtenida y, seguidamente, los aspectos que el análisis de la información pone de manifiesto.

⁵ Nótese que el GLP se obtiene tanto de la refinación de petróleo crudo, como de la separación de los líquidos del gas natural, por lo que no puede subsumírselo totalmente en el subsector “refinación”, ni en el downstream del gas natural. Por su uso como combustible, básicamente domiciliario y de comercialización libre (no regulada), desde el punto de vista de la competencia presenta semejanzas con los restantes combustibles líquidos.

⁶ Hemos preferido hablar de “sectores” y “subsectores” antes que de mercados, dado que, los mercados que la autoridad ha definido para el análisis de cada concentración económica (mercados “relevantes”) tienen una doble dimensión de producto y espacial, que puede ser muy dependiente de la operación bajo análisis, en concordancia con la metodología “case by case” de la “regla de la razón”.

Cuadro 1: Relevamiento de la Jurisprudencia de la CNDC, respecto de Concentraciones Económicas en Mercados Energéticos.-

| Dicta- Men Nº | Fecha | Principales Empresas Involucradas | Sector | Subsector | Organismos Públicos Consulta- dos | Resultado |
|---------------------|-----------|--|------------------------------------|---|--------------------------------------|--|
| 14 | feb-00 | Shell | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 15 | feb-00 | Shell | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 21 | 21-feb-00 | Duke Int.; Hidroneuquén, Hidr. Piedra del Águila, Central Térmica Alto Valle; Hidr. Cerro Colorado. Dominon Energy (vendedora) | Electricidad | Generación de electricidad | ENRE | Autorizada |
| 28 | 17-feb-00 | Gener. Interandes; Agua Negra / Energía San Juan; Termoandes; Central Puerto; Hidroneuquén; Hidr. Piedra del Águila. Transalta Energy (vendedora) | Electricidad | Generación de electricidad | ENRE | Autorizada |
| 30 | 15-mar-00 | Shell | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 48 | 24-abr-00 | Italgas; Agip; Saipem; Ansaldi; Distr. de Gas Cuyana; Distr. de Gas del Centro. Sideco (vendedora) | Gas Nat. downstr. | Distribución de gas Generación eléctrica | ENARGAS | Autorizada Cambio de cláusula de no competencia |
| 67 | 14-jun-00 | Aes Corp.; Central Térmica San Nicolás, Hidr. Río Juramento; Hidr. San Juan; Central Dique; Hidroeléctrica Alicurá/Sei. The Southern Company (vendedora) | Electricidad | Generación de electricidad | ENRE | Autorizada |
| 79 | 20-jul-00 | Chevron San Jorge; Alberta Energy (vendedora) | Hidrocarburos | Exploración y producción | Ninguno | Autorizada |
| 100 | 22-ago-00 | Repsol YPF EG3 | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 112 | 14-sep-00 | Perez Companc; Refinería San Lorenzo; Sudelectra; Quintana Minerales | Hidrocarburos | Exploración y producción Refinación | Ninguno | Autorizada |
| 116 | 11-sep-00 | Sempra Energy; Camuzzi Argentina; Distribuidora Gesell; Empresa Distr. Energía Atlántica. CNQ (vendedora) | Gas Nat. downstr. Electricidad | Distribución de gas Generación de electricidad | ENARGAS OCEBA | Autorizada |
| 120 | 22-sep-00 | Enron; Transp. Gas del Sur (TGS); Central Térmica Modesto Maranzana. Arcor (vendedora) | Electricidad Gas Nat. downstr. | Generación de electricidad Transporte de gas | ENRE | Autorizada |
| 154 | 17-nov-00 | Totalina; Total Austral; Total Gaz; Elf Aquitaine; Formogas, Venadogas; Elf Antargaz (fusión) | Hidrocarburos | Gas Licuado de Petróleo | Ninguno | Autorizada |
| 176 | 11-dic-00 | Anglo American; Shell Coal (fusión) | Carbón | Carbón | Ninguno | Autorizada |
| 187 | 21-dic-00 | EG3 (Repsol) | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 191 | 29-dic-00 | TotalinaElf; Total Austral; Transportadora Gas del Norte (TGN); Transp. Gas del Mercosur (TGM); Gasoducto Gasandes Arg. Transcanada Pipeline (vendedora) | Hidrocarburos Gas Nat. downstr. | Exploración y producción Transporte de gas | ENARGAS | Autorizada |

| Dicta- Men N° | Fecha | Principales Empresas Involucradas | Sector | Subsector | Organismos Públicos Consulta- dos | Resultado |
|---------------------|-----------|--|------------------------------------|--|--|--------------|
| 204 | 26-ene-01 | YPF (Repsol) | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 206 | 6-feb-01 | YPF (Repsol) | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 208 | 16-feb-01 | EG3 (Repsol) | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 209 | 16-feb-01 | EG3 (Repsol) | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 219 | 2-mar-01 | EG3 (Repsol) | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 240 | 28-mar-01 | El Paso Energy; CAPSA; CAPEX; Gasoducto Pacífico; Central Costanera; Central Termoeléctrica Bs.As; Coastal Petroleum (absorbida) | Hidrocarburos Gas Nat. downstr. | Exploración y producción Refinados (importación) Transporte de gas | Ninguno | Autorizada |
| 252 | 3-may-01 | PSEG (EDEN, EDES, EDELAP, Central Térmica San Nicolás, Proyecto Paraná); EDEERSA. Ciesa y Astra (vendedores) | Electricidad | Distr. regional de electricidad | ENRE | Autorizada |
| 253 | 4-may-01 | Pecom Energy; Repsol/YPF, ASTRA (intercambio de activos) | Hidrocarburos | Exploración y producción | Ninguno | Autorizada |
| 261 | 21-jun-01 | YPF (Repsol) | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 269 | 6-jul-01 | Electricité de France (EDF) Internacional; EDENOR; ENDESA e YPF (vendedoras) | Electricidad | Generación de electricidad Distr. regional de electricidad | ENRE | Autorizada |
| 272 | 24-jul-01 | AES; Hidroeléctrica Piedra del Aguila; Central Puerto; Gener (vendedora) | Electricidad | Generación de electricidad | ENRE CAMMESA | Condicionada |
| 273 | 24-jul-01 | Totalfina; Hidroeléctrica Piedra del Aguila; Central Puerto;Gener (vendedora) | Hidrocarburos Electricidad | Exploración y producción Generación de electricidad | ENRE CAMMESA | Autorizada |
| 279 | 28-ago-01 | AES (EDEN, EDES, EDELAP, Gener, Termoandes, Interandes); ELECTRICIDAD CÓRDOBA. Gobierno de la Provincia de Córdoba (concesionario) | Electricidad | Distr. regional de electricidad | ENRE | Autorizada |
| 280 | 27-ago-01 | Vintage Petroleum; Alberta Energy Argentina. Alberta Energy International (vendedora) | Hidrocarburos | Exploración y producción | Ninguno | Autorizada |
| 281 | 31-ago-01 | Tractebel - Suez Lionnaise des Eaux; ELECTRICIDAD CÓRDOBA. Gobierno de la Provincia de Córdoba (concesionario) | Electricidad | Distr. regional de electricidad | ENRE | Autorizada |
| 283 | 5-sep-01 | Repsol YPF; Unocal (venta de activos) | Hidrocarburos | Exploración y producción | Ninguno | Autorizada |
| 284 | 7-sep-01 | Vintage Petroleum/Alberta Energy; Shell (venta de activos) | Hidrocarburos | Exploración y producción Refinación | Ninguno | Autorizada |
| 288 | 16-oct-01 | EG3 (Repsol) | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |

| Dicta- Men N° | Fecha | Principales Empresas Involucradas | Sector | Subsector | Organismos Públicos Consulta- dos | Resultado |
|---------------------|-----------|---|--|---|--|---|
| 289 | 15-oct-01 | PSEG Chile (EDENOR, EDESUR, EDELAP, EDEERSA); Empresa Energía de Río Negro (EDERSA); Compañía de Petróleo de Chile (vendedora) | Electricidad | Distr. regional de electricidad | ENRE | Autorizada |
| 293 | 6-nov-01 | Petrobras; EG3. Repsol YPF (vendedora) | Hidrocarburos | Exploración y producción Refinación Estaciones de Servicio | Secretaría de Energía | Autorizada Abog. de la Competencia. Rescisión de un Acuerdo de Asociación |
| 295 | 27-nov-01 | Unión Fenosa/DECOR SA; Distr. Eléctrica de Córdoba; Gobierno de la Provincia de Córdoba (concesionario) | Electricidad | Distr. regional de electricidad | ENRE | Autorizada |
| 296 | 27-nov-01 | EG3 (Petrobras) | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 298 | 5-dic-01 | YPF (Repsol) | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 299 | 11-dic-02 | EG3 (Petrobras) | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 301 | 23-ene-02 | Enel Spa; Camuzzi Argentina (Camuzzi Gas del Sur, Camuzzi Gas Pampeana, Distr. Gesell, EDEA); Eni Spa (Distr. Gas Cuyana, Distr. Gas del Centro, Agip); EDERSA. Mill Hill (vendedora) | Gas Nat. downstr. Electricidad | Distribución de gas Distr. Regional de electricidad | ENRE ENARGAS | Autorizada |
| 308 | 20-feb-02 | EG3 (Petrobras) | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 309 | 21-feb-02 | YPF (Repsol) | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 312 | 11-mar-02 | EG3 (Petrobras) | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 314 | 9-abr-02 | E On AG; Gas del Centro; Gas Cuyana; Powergen (vendedora) | Gas Nat. downstr. Electricidad | Distribución de gas Generación de electricidad | ENARGAS | Autorizada |
| 316 | 19-abr-02 | EG3 (Petrobras) | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 317 | 30-abr-02 | EG3 (Petrobras) | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 318 | 23-may-02 | British Gas Int.; Repsol/YPF (intercambio de activos) | Hidrocarburos | Exploración y producción | Ninguno | Autorizada |
| 325 | 13-sep-02 | Petrobras; Petrolera Sta Fe (vendedora) | Hidrocarburos | Exploración y producción | Ninguno | Autorizada |
| 335 | 23-ene-02 | Siderca; Reliant Energy (Argener). Center Point Int./ Reliant (vendedoras) | Electricidad | Generación de electricidad | Ninguno | Autorizada |
| 336 | 13-feb-03 | EG3 (Petrobras) | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 346 | 28-abr-03 | PETROBRAS (EG3, Mega); PECOM ENERGY (Refinería San Lorenzo - Refisan, Refinería del Norte - Refinor, Transportadora Gas del Sur (TGS), GENELBA, TRANSENER, TRANSBA, YACYLEC, ENECOR, EDESUR, Hidroneuquén, Hidr. Piedra del Águila) (adquisición) | Hidrocarburos Gas Nat. downstr. Electricidad | Exploración y producción Refinación Estaciones de Servicio Transporte de gas Distribución de gas Generación de electricidad Transmisión de electricidad Distr. regional electricidad | Secretaría de Energía ENARGAS ENRE | Autorizada Abog. de la Comp. Compromiso de desinversión de Transener ⁷ |

⁷ El Compromiso de Desinversión de Transener fue convenido con el Secretario, con posterioridad al dictamen de la CNDC y previo a la Resolución que autorizó la operación.

| Dicta- Men Nº | Fecha | Principales Empresas Involucradas | Sector | Subsector | Organismos Públicos Consulta- dos | Resultado |
|---------------------|-----------|--|-----------------------------------|--|---|------------|
| 348 | 20-may-03 | YPF (Repsol) | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 349 | 22-may-03 | Empresa Eléctrica de Santiago del Estero; Banco de Santiago del Estero y Otros. Centerpoint Energy Int./Reliant (vendedoras) | Electricidad | Distr. regional de electricidad | Ente Reg. de Santiago del Estero. | Autorizada |
| 350 | 22-may-03 | EG3 (Petrobras) | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 354 | 30-jul-03 | EG3 (Petrobras) | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 356 | 14-ago-03 | J.P.Morgan-EMDERSA (EDESAL; EDELAR, EDESA), EDERSA; First Energy (vendedora) | Electricidad | Distr. regional de electricidad | ENRE Entes Reg. de Salta, San Luis y La Rioja | Autorizada |
| 357 | 28-ago-03 | YPF (Repsol) | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 358 | 3-sep-03 | EG3 (Petrobras) | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 360 | 18-sep-03 | EG3 (Petrobras) | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 362 | 6-oct-03 | EG3 (Petrobras) | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 365 | 29-oct-03 | EG3 (Petrobras) | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 372 | 13-nov-03 | Agua del Cajón; Serv. El Paso; Capex (vendedora) | Hidrocarburos Electricidad | Gas Licuado de Petróleo Generación de electricidad | Ninguno | Autorizada |
| 375 | 17-dic-03 | YPF (Repsol) | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 378 | 21-ene-04 | EG3 (Petrobras) | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 381 | 29-abr-04 | Petrobras; Carrefour (vendedora) | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 382 | 29-abr-04 | EG3 (Petrobras) | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 385 | 12-may-04 | EG3 (Petrobras) | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 387 | 14-may-04 | Camuzzi Arg (Distr. Gessel, Camuzzi Gas del Sur, Edea); Emp. Distribuidora Eléctrica de Río Negro (EDERSA); Sociedad Austral Overseas (vendedora) | Electricidad | Distr. regional de electricidad | ENRE Ente de Río Negro | Autorizada |
| 389 | 24-may-04 | EG3 (Petrobras) | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 392 | 24-jun-04 | Electricité de France (EDF) Int. (EDENOR, Hidr. Los Nihules, Hidr. Diamante, Distrocuyo); Empresa de Distr. Eléctrica de Mendoza (EDEMISA). Clifap (vendedora) | Electricidad | Generación de electricidad Distr. regional de electricidad | ENRE Ente Reg. de Mendoza | Autorizada |
| 393 | 4-mar-04 | EG3 (Petrobras) | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 396 | 28-jul-04 | DOLPHIN; CITELEC, TRANSENER, TRANSBA; National Grid (vendedora) | Electricidad | Transmisión de electricidad | ENRE Secretaría de Finanzas | Autorizada |
| 397 | 21-jul-05 | Petrobrás (Genelba, Edesur, Hidr. Piedra del Águila); TRANSENER, TRANSBA. National Grid (vendedora) | Electricidad | Generación de electricidad Transmisión de electricidad Distr. Regional de electricidad | ENRE Secretaría de Finanzas | Autorizada |
| 398 | 17-feb-05 | Bell Investments; Albanesi; CIESA (Central Piedra Buena). Xcel Energy (vendedora) | Electricidad Gas Nat. downstr. | Generación de electricidad Comercialización de gas | ENRE ENARGAS | Autorizada |
| 402 | 13-sep-04 | Vintage Petroleum; Petrolera Río Alto. Río Alto International (vendedora) | Hidrocarburos | Exploración y producción | Ninguno | Autorizada |
| 420 | 22-dic-04 | EG3 (Petrobras) | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |

| Dicta- Men Nº | Fecha | Principales Empresas Involucradas | Sector | Subsector | Organismos Públicos Consulta- dos | Resultado |
|---------------------|-----------|---|-----------------------------------|---|--|----------------------------------|
| 422 | 3-ene-05 | EG3 (Petrobras) | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 430 | 14-mar-05 | Baeco; Camuzzi Argentina; IEBA; Empresa de Distribución de Energía del Atlántico (EDEA). UUIL (vendedora) | Electricidad | Generación de electricidad Distr. regional de electricidad | ENRE Ente Reg. de la Pcia de Bs.As. | Autorizada |
| 432 | 4-abr-05 | Abanesi; Generación Mediterránea. Enron (vendedora) | Electricidad Gas Nat. downstr. | Generación de electricidad Comercialización de gas | ENRE ENARGAS | Autorizada |
| 433 | 4-abr-05 | Abn Amro Fideicomiso; CIESA; Transportadora Gas del Sur (TGS); Enron (vendedora) | Gas Nat. downstr. | Transporte de gas | ENARGAS | Autorizada con advertencia |
| 435 | 12-abr-05 | YPF (Repsol) | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 441 | 15-jul-05 | YPF (Repsol) | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 442 | 15-jul-05 | YPF (Repsol) | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |
| 445 | 22-ago-05 | Dolphin Energía (TRANSENER / TRANSBA); EDENOR. Electricité de France (EDF) Int. (vendedora) | Electricidad | Transmisión de electricidad Distr. regional de electricidad | ENRE | Autorizada |
| 500 | 28-ago-05 | YPF (Repsol) | Hidrocarburos | Estaciones de Servicio | Ninguno | Autorizada |

Fuente: relevamiento propio en base a la jurisprudencia de la CNDC.

Entre octubre de 1999 (cuando se inició el control previo de concentraciones económicas) y agosto de 2005, la CNDC analizó alrededor de 500⁸ operaciones de concentración económica, de las cuales, conforme a nuestro relevamiento, 86 afectaron a uno o más mercados energéticos, lo que representa aproximadamente el 17%.

Seguidamente mostramos la clasificación por sectores y subsectores afectados de operaciones analizadas. Se observa que aproximadamente la mitad de las operaciones consistieron en la adquisición de estaciones de servicio por parte de las principales firmas del mercado. En la mayor parte de los casos, se trató de estaciones de servicio de su propia bandera, que eran operadas a través de terceros.

Asimismo nótese que, excluyendo las operaciones de compra de estaciones de servicio, el sector eléctrico es el que más concentraciones ha experimentado (28), el hidrocarburos queda en un segundo lugar, seguido por el downstream del gas natural (10). Dentro del sector eléctrico, los segmentos de generación y distribución regional son los que han experimentado más concentraciones económicas, mientras que en el de hidrocarburos, lo ha sido el upstream de petróleo y gas (nuevamente, excluyendo las compras de estaciones de servicio).

⁸ Al 5 de septiembre de 2005, la CNDC llevaba emitidos 505 dictámenes sobre concentraciones económicas. El número total de operaciones es algo menor ya que en el relevamiento se observaron unos pocos errores de numeración y porque existen algunos pocos dictámenes sobre cuestiones de procedimiento (por ejemplo, suspensión de plazos, correcciones de errores materiales y otras diligencias menores).

| Cuadro 2: Análisis Sectorial de las Concentraciones Económicas en Mercados Energéticos. | |
|---|--|
| Octubre 1999 – Septiembre 2005 | |
| Nota metodológica: como existen varias operaciones con impacto en más de un sector/subsector, el número de concentraciones económicas por sector y subsector excede al total de operaciones analizadas | |
| Sector y Subsector | Cantidad de Concentraciones Económicas |
| Carbón | 1 |
| Hidrocarburos | 58 |
| E & P (petróleo y gas) | 12 |
| Refinación y GLP | 7 |
| Estaciones de Servicio | 44 |
| Downstream del gas natural | 10 |
| Transporte | 4 |
| Distribución | 5 |
| Comercialización (by pass) | 2 |
| Electricidad | 28 |
| Generación | 19 |
| Transmisión | 4 |
| Distribución | 15 |
| TOTAL DE OPERACIONES EN MERCADOS ENERGÉTICOS | 86 |
| TOTAL APROXIMADO DE OPERACIONES ANALIZADAS | 500 |

Fuente: Relevamiento del Cuadro 1.

Un tercer aspecto que nuestro relevamiento muestra es la incidencia de las concentraciones económicas de naturaleza intersectorial e intrasectorial, estudiadas por la CNDC. La mayor parte de las concentraciones se produjeron en el interior de cada sector energético - hidrocarburos, downstream del gas natural y electricidad – y particularmente en el sector eléctrico. Un número nada despreciable de concentraciones involucró relaciones verticales entre el sector eléctrico y el upstream y downstream del gas.

| Cuadro 3: Mercados Energéticos: Número de Concentraciones Económicas Intra e Intersectoriales. | |
|--|----|
| Concentraciones Intersectoriales | |
| Electricidad + Gas Nat. Downstream | 7 |
| Electricidad + Hidrocarburos | 3 |
| Hidrocarburos + Gas Nat. Downstream | 2 |
| Concentraciones Intrasectoriales | |
| Electricidad | 19 |
| Gas Nat. Downstream | 2 |
| Hidrocarburos | 54 |

Fuente: Relevamiento del Cuadro 1

Un cuarto elemento que el relevamiento evidencia es que el accionar de la CNDC ha abarcado tanto operaciones de impacto nacional como regional. Indicativo de esto último es, por ejemplo, la autorización que otorgó previamente a cada una de las empresas que competían por la concesión de los servicios de distribución eléctrica de Córdoba.

Ello pone en evidencia un elemento exclusivo de la Ley de Defensa de la Competencia y de la autoridad que la aplica: su indiscutible jurisdicción que cubre todo el territorio nacional y, entonces, la sujeción de los agentes que operan en todos y cada uno de mercados regulados (nacionales y provinciales) a su autoridad, tanto en cuanto al control de concentraciones como a la represión de conductas anticompetitivas.

En el caso de las concentraciones económicas, este aspecto se deduce directamente de la obligación de notificar del Art. 8º, por cuanto no se relaciona con ningún elemento de índole geográfica, sino sólo con la envergadura de las empresas involucradas y de la operación. En el caso de las conductas, el Art. 56 es el sustento legal de la jurisdicción.

En consecuencia, por ejemplo, las operaciones que afectan a la distribución eléctrica regional y que, en principio, no se encuentran sujetas a la jurisdicción del ente regulador eléctrico nacional, sí caen en la órbita de la autoridad de competencia. Entonces, la autoridad de competencia deviene casi naturalmente en un órgano de monitoreo con capacidad de intervención a nivel nacional.

Por ello, la CNDC en el caso del sector eléctrico ha realizado consultas formales conforme al Art. 16 de la norma, tanto con el regulador sectorial nacional como con los reguladores provinciales, que institucionalmente son independientes del primero, aunque se interrelacionan a través de mecanismos de cooperación. En particular, se hicieron 19 consultas al ENRE y 8 a los entes regionales, como se muestra en el cuadro 4.

Adicionalmente, nótese que respecto del upstream y el downstream de hidrocarburos, en la medida en que no existe un ente regulador, no se han existido consultas formales en la mayor parte de las operaciones, por cuanto no se aplica el Art. 16 de la norma. Sin embargo, en el caso de operaciones muy importantes (Petrobras/EG3 y Petrobras/Pecom Energy) la Secretaría de Energía fue formalmente consultada.

| Cuadro 4: Consultas con Organismos Públicos | |
|---|-----------|
| Secretaría de Energía | 2 |
| Ente Nacional de Regulación Eléctrica (ENRE) | 19 |
| Cooperación con CAMMESA | 2 |
| Entes Provinciales de Regulación Eléctrica | 8 |
| Ente Nacional de Regulación del Gas (ENARGAS) | 8 |
| TOTAL | 39 |

Fuente: Relevamiento del Cuadro 1

Finalmente, el último aspecto que el relevamiento permite apreciar es que todas las operaciones fueron formalmente autorizadas sin condiciones, a excepción de la de AES/GENER que fue subordinada a la desinversión de dos importantes centrales térmicas, según se explicará en detalle en la siguiente sección.

No obstante, ha habido cierta actividad enmarcada en la obtención de compromisos durante los procedimientos en relación a aspectos de preocupación, así como también con respecto al ejercicio de la abogacía de competencia, que se describen brevemente a continuación.

En la operación Italgas/Sideco (Dictamen N° 48) las partes restringieron el alcance de las cláusulas de no competencia contenidas en el contrato, respecto de las cuales, en líneas generales, la CNDC sigue a la jurisprudencia europea.

En la operación Petrobras/EG3 (Dictamen N° 293), durante los procedimientos Petrobras e YPF rescindieron un Acuerdo de Asociación celebrado unos años antes, que había generado ciertas dudas respecto del grado de independencia existente entre compradora y vendedora. Una total independencia era exigida por el Decreto que obligó a Repsol a desprenderse de los activos de EG3, como requisito para perfeccionar la compra de YPF⁹. Adicionalmente, en ejercicio de las facultades de abogacía de la competencia del Art. 24 inc. f, la CNDC elaboró un informe sobre el particular, dirigido a la Secretaría de Defensa de la Competencia.

En la operación Petrobras/Pecom Energy, por un lado, la CNDC en ejercicio de las facultades de abogacía de la competencia recomendó al Ente Regulador reconsiderar el modo en que se remuneraba a Transener por el control y supervisión de las obras de ampliación de la red, entendiendo que ello la posicionaba a la vez como contratista y supervisora, haciendo posible conductas oportunistas, en perjuicio de otros contratistas. En segundo término, la Secretaría, antes de emitir la resolución por la que autorizó la operación, obtuvo de la compradora el compromiso irrevocable de proceder a la desinversión de las participaciones accionarias en Transener.

En la operación de venta de las participaciones de Enron en TGS (Dictamen N° 433) se autoriza la operación, a la vez que se advierte a las partes que deben comunicar cualquier tipo de cambio en las participaciones accionarias en TGS.

En síntesis, nuestro relevamiento ha mostrado que ha existido un flujo importante y regular de operaciones de concentración económica en los mercados energéticos que fueron analizadas por la CNDC en el marco del mecanismo de control previo establecido en el Capítulo 3 de la norma de competencia.

Esas operaciones fueron estudiadas desde una perspectiva integral, considerando los aspectos intra e intersectoriales y su incidencia tanto a nivel regional como nacional. Como se mostrará en la sección siguiente, esa perspectiva se fue construyendo por aproximaciones sucesivas.

⁹ Se recuerda que, esa adquisición que fue la última etapa en el proceso de privatización de la petrolera estatal, se efectuó antes de la existencia del mecanismo de control previo de fusiones y adquisiciones y, por tanto, las condiciones fueron directamente exigidas por el Poder Ejecutivo Nacional.

4.2. La progresiva consolidación del enfoque integral de la CNDC sobre los mercados energéticos.

Se presentan a continuación, en orden cronológico, cuatro elementos principales de la jurisprudencia de la CNDC en relación a los mercados energéticos.

I. La teoría del leverage: TotalfinaElf – Transportadora Gas del Norte (TGN).

El grupo Totalfinaelf que operaba primordialmente en la producción de gas adquirió una participación accionaria minoritaria en Transportadora de Gas del Norte. Dicha adquisición desde el punto de vista de la CNDC significaba la adquisición de control conjunto, aunque no importaba una violación de la regla de separación vertical establecida en el marco regulatorio del gas. La CNDC afirmó que se estaba frente a una integración vertical y que correspondía investigar la posibilidad de *léverage* (monopolización ilegal por parte de Totalfinaelf del mercado no regulado de producción de gas natural, a través del uso estratégico de su posición de monopolio legal en el mercado regulado).

Se considera que debido a la débil posición de la adquirente en el mercado de gas natural (a boca de pozo), al hecho de que no adquiría control exclusivo sobre TGN (sino conjunto) y a la vinculación técnica entre la producción de gas y la de petróleo, que impediría efectos sustantivos de una eventual conducta estratégica como productor de gas, la CNDC recomendó autorizar la operación.

Nótese el núcleo del análisis: la separación vertical establecida por el marco regulatorio según la cual quien participa en una etapa de la cadena de producción tiene prohibido ser propietario del 51% o más del paquete accionario de una firma que opera en otra etapa, puede no ser suficiente para prevenir prácticas anticompetitivas. Se entiende que la adquisición de participaciones accionarias minoritarias que confieren control conjunto o influencia sustancial en otra etapa de la cadena, deben revisarse porque, bajo ciertas condiciones, pueden conducir a prácticas anticompetitivas a pesar de no producirse una violación del marco regulatorio. Así, el accionar de la CNDC complementa al del ente regulador.

II. Seis efectos potencialmente anticompetitivos de las integraciones verticales en industrias con segmentos regulados: Electricité de France (EDF) - Edenor; Endesa e Ypf (vendedoras)

Electricité de France (EDF) notificó la toma del control de la empresa de distribución eléctrica Edenor que opera la zona norte del área metropolitana de Buenos Aires. La venta de las acciones en Edenor fue impuesta por el ENRE¹⁰, cuando se comprobó que su titular, Endesa, había violado la separación geográfica horizontal establecida por el marco regulatorio, ya que, a través de su vinculada Enersis, Endesa también controlaba a Edesur, la distribuidora eléctrica que opera la zona sur de la ciudad.

Si bien la operación perfeccionaba una desconcentración horizontal ordenada por el ente regulador, la CNDC procedió a su análisis, por cuanto EDF controlaba dos

¹⁰ La decisión del ENRE tuvo como base una investigación de la entonces Secretaría de Defensa de la Competencia y del Consumidor y la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia.

empresas de generación hidroeléctrica, existiendo, entonces un aspecto de integración vertical, que sin violar el marco regulatorio, podría eventualmente posibilitar la ejecución de prácticas anticompetitivas. La CNDC explicitó la singularidad de su enfoque y los elementos críticos a tener en cuenta.

“En estos casos de industrias sujetas a regulación, el análisis que realiza la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (CNDC) ... toma como un dato el diseño regulatorio... e indaga, respecto de determinados mercados relevantes, los posibles efectos sobre la competencia y el interés económico general ... el análisis que realiza la CNDC no determina ex – ante la superioridad de determinada organización vertical de la industria por sobre otra; y por ello difiere del enfoque que utiliza el ente regulador, el cual debe vigilar por el cumplimiento de determinada organización vertical, que viene impuesta por el marco regulatorio mismo...”

“En resumen, la integración en industrias en las cuales coexisten una o más etapas monopólicas reguladas junto con una o más etapas en competencia, presentan potenciales preocupaciones desde el punto de vista del análisis de defensa de la competencia. Estas preocupaciones consisten básicamente en: a) la extensión del poder de mercado desde el segmento regulado hacia el segmento desregulado; b) la evasión de la regulación; c) las conductas oportunistas típicas en una integración vertical; d) mantener la competencia por comparación, siendo éste un instrumento esencial para el regulador a la hora de definir políticas que hacen a la regulación; e) que la operación de concentración económica no le otorgue a las empresas involucradas un poder de compra de insumos tal que se puedan ejecutar prácticas restrictivas o discriminatorias aguas arriba en la cadena productiva; f) que el poder de mercado alcanzado no desaliente el ingreso de nuevos competidores a medida que se desregula el mercado.”

III. En el mercado de generación eléctrica, market shares bajos no excluyen la posibilidad de ejercicio de poder de mercado. AES Corp.; Gener (adquirida).

En noviembre de 2001, AES Corp., una empresa establecida en los Estados Unidos notifica la adquisición de las participaciones accionarias que Gener (una empresa chilena) tenía en varias de las más importantes plantas de generación eléctrica de Argentina, a saber: Central Puerto, Termoandes, Hidroneuquén/Hidroeléctrica Piedra del Águila, así como también su participaciones en Interandes, dedicada al transporte de energía eléctrica. AES Corp. también era un actor importante en el segmento de generación, a través de participaciones accionarias en Central Térmica San Nicolás, Hidroeléctrica Río Juramento, Hidrotérmica San Juan, AES Caracoles, Central Térmica Dique e Hidroeléctrica Alicurá. Adicionalmente, también participaba en el sector de distribución de la Provincia de Buenos Aires por sus participaciones accionarias en Edelap, Eden y Edes. Como puede observarse, la operación afectaba a todos los eslabones del sector eléctrico, pero particularmente al sector de generación.

El análisis tradicional del sector de generación, indicó que la participación conjunta de empresas involucradas en la generación de electricidad era de aproximadamente 22% (AES 6% y GENER 16%). Por otra parte, las empresas concentrarían alrededor del 26% de la potencia instalada del sistema (AES 9% y Gener 17%). Ese porcentaje conjunto crecería hasta el 30%, ya que en el futuro inmediato iban a incorporarse al sistema dos plantas adicionales, controladas por AES (Termoandes y Paraná).

Con estos datos, el análisis cuantitativo tradicional arrojaba un índice de concentración (HHI Index) de 1448 puntos en generación, con un incremento de 182

puntos como efecto de la operación y un índice de 1299 puntos en potencia instalada, con un incremento de 317 puntos.

Esos valores, si bien no eran para despreciar, porque correspondían a una situación de “concentración moderada”, fallaban en mostrar el posible impacto de la operación.

La CNDC dijo que *“en la industria eléctrica la información que proporciona el HHI no es concluyente respecto de las chances de ejercer poder de mercado, y se requieren procedimientos cuantitativos más elaborados. Estudiar la operación notificada sobre la base de medidas de concentración como el HHI no tendría en cuenta características peculiares de la industria eléctrica, y por lo tanto, perdería de vista aspectos operativos del mercado eléctrico que podrían permitir a los generadores influenciar el precio de mercado”* (§ 117 del Dictamen).

Respecto de esas peculiaridades se sintetiza *“la baja elasticidad precio que exhiben la demanda y la oferta de energía eléctrica, en particular en los períodos de producción de “pico”, sumadas a la característica no almacenable del producto, implican que los mercados de electricidad sean más vulnerables al ejercicio de poder de mercado respecto de otros mercados energéticos.”* (§ 217 del Dictamen).

Fundándose en literatura especializada y documentos de la agencia reguladora del Reino Unido, la CNDC informa que en el sector eléctrico, es necesario complementar el análisis tradicional con simulaciones que muestren cómo funcionarían las principales variables económicas y técnicas en la situación post-concentración, por cuanto HHI moderados o bajos pueden ser compatibles con ejercicio de poder de mercado (cf. §126 del Dictamen).

A fin de obtener un análisis técnico de las simulaciones que habían presentado las notificantes, como de realizar una simulación propia, la CNDC debió trabajar en estrecha colaboración con CAMMESA, la empresa sin fines de lucro que fuera creada al momento de la desregulación/ privatización para efectuar el despacho del Mercado Eléctrico Mayorista y que está integrada por todos los participantes del mercado (generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios) y presidida por el Secretario de Energía de la Nación.

La simulación efectuada por CAMMESA indicó los perjudiciales efectos de una eventual restricción de la oferta por parte de AES: *“para el año 2002 la decisión de indisponer máquinas por parte de AES incrementaría el precio medio un 19% en la zona norte y un 17% el precio medio de Mercado, en un 43% de las situaciones evaluadas (3016 situaciones evaluadas para dicho año, resultado de considerar 58 crónicas hidráulicas para cada una de las 52 semanas de dicho año)”* (§ 175 del Dictamen).

Estos valores indicaban que el impacto de la operación era sustancial, conforme a los estándares de la autoridad regulatoria del Reino Unido, para la cual el ejercicio de poder de mercado en la generación eléctrica puede efectivizarse de modo discontinuo a lo largo de un período de tiempo.

Esta particularidad se debe a la no almacenabilidad de la energía eléctrica, que permite segmentar el mercado eléctrico mayorista por períodos de tiempo. Así, el poder

de mercado de un generador puede variar significativamente cada media hora o de día en día y puede ser importante en una hora o día pico particular. Por ello, ese organismo considera que el poder de mercado en la generación eléctrica puede configurarse a través de unos pocos pero grandes efectos sobre los precios, durante un período bastante corto de tiempo, o mediante una serie de efectos menores sobre los precios, que ocurren a lo largo de un lapso prolongado.

Por otra parte, volviendo a la metodología tradicional, la CNDC confrontó la posibilidad de ejercicio de poder de mercado indicada por la simulación, con la factibilidad de disciplinamiento por parte de nuevos competidores, es decir evaluó la importancia de las barreras a la entrada.

En esta ocasión, la visión fue más pesimista que en dictámenes anteriores. Se indicó que existen importantes barreras regulatorias en el caso de centrales nucleares; que existen altos costos hundidos y largos periodos de maduración de los proyectos de centrales nucleares e hidroeléctricas; y que si bien los costos hundidos son de menor importancia en las centrales térmicas, existen rezagos significativos entre la decisión de inversión y la puesta en marcha de las plantas (cf. § 204).

Seguidamente, y continuando con el análisis tradicional, la CNDC se refirió a las eficiencias que de la operación notificada podrían producirse y que se perderían en caso de su no autorización, estimando que las presentaciones al respecto de las notificantes no habían sido convincentes.

Sumadas todas estas cuestiones, el Dictamen técnico estableció que las plantas generadoras de Central Puerto y de Piedra del Águila eran las de mayor incidencia en cuanto a la configuración del poder de mercado y que, por tanto, era recomendable subordinar la autorización de la operación a la venta a terceros no vinculados a o controlados por AES de las participaciones accionarias en los precitados emprendimientos. Dichas participaciones fueron vendidas a Total Austral S.A., con lo que quedó perfeccionada la operación.

Una mención aparte merece el caveat que CAMMESA y la CNDC realizaron respecto de la simulación, indicando que la misma había sido realizada conforme al marco regulatorio vigente. En ese momento estaba previsto un cambio sustancial en la regulación del mercado (Dto. N° 804/2001), por el cual se eliminaban, en palabras de CAMMESA “ciertos reaseguros regulatorios” en el mecanismo de formación del precio spot que dificultaban “el ejercicio del poder de mercado” (cf. § 179).

Por tanto, si bien no era posible correr una simulación con los parámetros futuros del mercado, se deducía que, con el nuevo esquema regulatorio – cuya implementación finalmente quedó trunca por la crisis macroeconómica – el impacto de la concentración podría ser mucho mayor.

Del análisis de la CNDC respecto de los cambios regulatorios que el gobierno planeaba realizar puede intuirse una opinión desfavorable al respecto. Sin embargo, el organismo no se realizó ninguna presentación formal alertando sobre esta cuestión a las autoridades pertinentes, conforme a sus facultades de abogacía de la competencia.

IV. Escenarios min-max para la evaluación de la concentración del mercado relevante en situaciones de control conjunto. La operación Petrobrás; Pecom Energía.

Pecom Energía al momento de su enajenación a Petrobras no sólo era una empresa importante en el segmento del upstream del petróleo y el gas, sino que tenía participaciones accionarias de relevancia en un amplio espectro de emprendimientos que operaban en los distintos mercados energéticos y relaciones especiales con los restantes accionistas establecidas a través de acuerdos específicos.

La CNDC procedió en primer término a revisar la legislación vigente y su propia jurisprudencia sobre de los criterios que determinan la existencia de control societario (§52 y ss). Como resultado, definió que debían considerarse de dos tipos de control societario: “exclusivo” y “conjunto o común”.

El control exclusivo fue definido como *“aquel que posee aquella persona que, por razones de hecho o de derecho, tiene capacidad para determinar por si sola la voluntad social”*, aclarando que *“podría suceder que un accionista minoritario calificado posea el control de una sociedad”* (§ 58)¹¹.

Mientras que se dijo que existía control común o conjunto en dos situaciones posibles: i) cuando *“en virtud de los derechos de voto, los accionistas deben llegar a un acuerdo sobre las decisiones importantes que afectan a la empresa controlada”*; ii) cuando *“dos o más empresas o personas tienen la posibilidad de ejercer una influencia determinante, dominante o sustancial sobre otra empresa, ya sea como consecuencia de acciones, cuotas o partes de interés poseídas, o por los especiales vínculos existentes esta última y las primeras”* (§ 59).

Seguidamente, con base en esa interpretación, se estableció la modalidad por la cual se formaba la voluntad social en los distintos emprendimientos en los que Pecom Energy participaba, considerando exhaustivamente los acuerdos de accionistas y otras cuestiones materiales de interés respecto del management de las empresas.

Como resultado de esta investigación, se determinó la existencia de control conjunto por parte de Pecom Energía en un grupo de empresas clave que operaban en distintos mercados energéticos: Transportadora de Gas del Sur (TGS), TRANSENER, TRANSBA, EDESUR, Refinería del Norte (REFINOR), entre otras de menor relevancia, lo que amplió sustantivamente el radio de alcance de la investigación a llevar a cabo, así como también su profundidad.

Nótese que de no asumirse este punto de vista doctrinario respecto del Art. 6º de la norma de competencia, el análisis económico de la CNDC se hubiera restringido a la actividad de las empresas en las que Petrobrás adquiriría control exclusivo (principalmente, Pecom Energía, Enecor y Genelba).

¹¹ “En efecto, determinados elementos o derechos específicos inherentes a la participación minoritaria pueden permitir que este tipo de accionistas decidan la estrategia competitiva de la empresa afectada, es decir, gestionen las actividades de la empresa y determinen su política comercial. A modo de ejemplo puede sostenerse que un accionista minoritario podría ejercer el control exclusivo de hecho cuando las acciones restantes se encuentren repartidas entre múltiples accionistas, ya que en ese caso es poco probable que éstos últimos se presenten en las reuniones sociales o en las asambleas ordinarias, órganos de gobierno y centros de toma de decisiones de las sociedades”.

Esta experiencia pone en primer plano la importancia de que la investigación de los aspectos económicos de las concentraciones esté precedida de un detallado análisis legal que determine qué empresas deberán ser objeto primordial de esa investigación. Este aspecto es de medular importancia en los mercados energéticos, donde es usual que las empresas presenten estructuras complejas en la conformación de su capital accionario y en la determinación de su voluntad social.

Esta doctrina del control común o conjunto introdujo un dilema respecto de la metodología para estimar las participaciones de las empresas involucradas y sus competidoras en los mercados relevantes, que en esta operación fue de especial importancia en los distintos tipos de combustibles líquidos.

La cuestión fue la siguiente: siendo que i) la investigación legal determinó que los tres accionistas de REFINOR, a saber Pecom Energía, Pluspetrol e YPF, ejercían el control conjunto de la misma y ii) tanto Pecom como YPF tenían sus refinerías propias, así como también Petrobrás (a través de EG3), entonces, a la hora de establecer la estructura de la oferta y calcular los índices de concentración previos y posteriores a la operación, qué correspondía hacer con la producción de Refinor: sumarla a la de Pecom, sumarla a la de YPF o dejarla separada.

La CNDC entonces optó por la opción metodológica que hemos denominado “escenarios min-max para la evaluación de la concentración del mercado relevante en situaciones de control conjunto”.

En efecto, en la sección X.1 “Advertencia Metodológica” del Dictamen (§249 a §252) la CNDC expresó que:

“Cuando existe control conjunto de las partes involucradas en un operador del mercado, la estimación de la concentración económica producto de una operación se subestima si se ignora la existencia de operadores de mercado bajo control conjunto y se sobrestima si se atribuye totalmente la participación de mercado del operador bajo control conjunto a la empresa involucrada que lo controla conjuntamente con terceros.

No siendo posible generar una metodología no arbitraria¹² para desagregar la participación de mercado del operador bajo control conjunto atribuirle a cada uno de sus accionistas controlantes, la Comisión interpreta que el principio de realidad económica se cumplimenta si se evalúan los efectos de la operación bajo análisis conforme a los dos escenarios que pueden cuantitativamente determinarse: el escenario de mínima que no incluye a los agentes económicos bajo control conjunto y un escenario de máxima que incluye los agentes económicos bajo control conjunto, atribuyéndose su participación de mercado a la parte notificante pertinente.

En consecuencia, esta Comisión advierte que los efectos reales de la operación notificada deben considerarse menores a los que se establecerán por el escenario de máxima, conforme a que las notificantes en cuestión no pueden determinar unilateralmente la estrategia competitiva del agente económico sujeto a control conjunto”.

¹² “Nótese que la simple ponderación de las participaciones de mercado del operador bajo control conjunto conforme a la participación accionaria de sus respectivas controlantes, no constituye una metodología adecuada por cuanto subestima o sobrestima el control de cada accionista según surja de cuestiones tales como la operación técnica y/o comercial de la empresa, el poder de bloqueo, entre otros. Atribuir ponderadores matemáticos a estas cuestiones cualitativas introduce un grado de arbitrariedad excesivo al análisis” (cita que corresponde a la nota al pie Nro. 36 en el Dictamen).

Así, los market shares de Refinor en cada mercado relevante de la etapa de refinación fueron sumados a los de Pecom Energía para la prefiguración de los escenarios de máxima y fueron dejados separados para la estimación de los escenarios de mínima (ver párrafos 686 a 689 del Dictamen).

En síntesis, los cuatro desarrollos metodológicos y doctrinarios descriptos en detalle ut supra: i) la aplicación de la teoría del leverage entre segmentos regulados y no regulados; ii) los seis efectos potencialmente anticompetitivos de las integraciones verticales en industrias con segmentos regulados; iii) market shares bajos no excluyen la posibilidad de ejercicio de poder de mercado en el mercado de generación eléctrica y iv) construcción de escenarios min-max para la evaluación de la concentración del mercado relevante en situaciones de control conjunto, complementan los hallazgos de orden más general y cuantitativo presentados en la sección precedente, que mostraron la existencia de una perspectiva integral, que considera los aspectos intra e intersectoriales de las operaciones y su incidencia tanto a nivel regional como nacional.

Conclusiones

La autoridad de competencia no tuvo participación en el proceso de privatización y reestructuración de los mercados energéticos argentinos.

Sin embargo, esta situación de marginación respecto del funcionamiento de los mercados energéticos comenzó a cambiar, particularmente a partir de 1999, cuando la autoridad de competencia adquiere amplias facultades de control de concentraciones y abogacía de la competencia.

El análisis efectuado por la CNDC de 86 operaciones con incidencia en distintos mercados energéticos, notificadas entre 1999 y septiembre de 2005, ha situado al organismo en posición de monitorear integralmente el funcionamiento de la regulación y la competencia en los mercados energéticos e interactuar con todos los entes y organismos que regulan y/o tienen jurisdicción sobre diferentes segmentos del sistema energético.

A lo largo de esas actuaciones, la autoridad de competencia ha construido una perspectiva y una forma de intervención singular y diferenciada respecto de los reguladores sectoriales, que hemos denominado un “enfoque integral de los mercados energéticos”

El relevamiento que hemos realizado de esas 86 actuaciones, tomando nota de las empresas involucradas, los sectores y subsectores afectados, la cobertura regional o nacional, la interacción con organismos públicos y los resultados del análisis de la CNDC, así como también el análisis en profundidad de un cuerpo de jurisprudencia seleccionado, nos ha permitido delinear los principales aspectos de ese enfoque integral y que, sintéticamente, pueden resumirse en tres cuestiones primordiales: i) un criterio exigente y ajustado al principio de realidad económica para determinar cómo se ejerce el control societario de los operadores y, entonces, quien(es) son los responsables de la determinación de la estrategia competitiva de la empresa, ii) un análisis sistémico de los mercados energéticos, que considera las vinculaciones intra e intersectoriales que inciden sobre la competencia, y iii) la jurisdicción sobre todo el territorio nacional, que conduce a estudiar simultáneamente la incidencia regional y nacional de las concentraciones con impacto en los mercados energéticos.

Referencias

Bogo, Jorge (2000). “La Privatización de un Campeón Nacional: el Caso de YPF en Argentina”, *Boletín Latinoamericano de Competencia N° 10*, Comunidad Económica Europea, Bruselas, junio de 2000.

Bondorevsky, Diego y Petrecolla, Diego (2001). “Estructura del Mercado de Gas en Argentina e Integración Energética Regional: Problemas de Defensa de la Competencia”, en Diego Petrecolla y Christian Ruzzier (Eds.) *Problemas de Defensa de la Competencia en Sectores de Infraestructura en la Argentina*, Temas Grupo Editorial, Buenos Aires, octubre de 2003.

EIA (Energy Information Administration), 2004. “Argentina: Country Analysis Brief” publicado en www.eia.doe.gov/cabs/argentina.html.

Greco, Esteban (2003) “Regulación y Competencia en la Industria del Gas: Las Condiciones de Acceso a los Servicios de Transporte y Distribución”. en Diego Petrecolla y Christian Ruzzier (Eds.) *Problemas de Defensa de la Competencia en Sectores de Infraestructura en la Argentina*, Temas Grupo Editorial, Buenos Aires, octubre de 2003.

Kozulj, Roberto (2002) “Balance de la Privatización de la Industria Petrolera en Argentina y su Impacto sobre la Competencia en los Mercados Minoristas de Combustibles”, CEPAL/ECLAC – División de Recursos Naturales e Infraestructura, Santiago de Chile, julio de 2002.

Oriolo, Miriam Beatriz (2004) “La Desregulación del Mercado de Energía y la Nueva Regulación. La Política Energética. El Caso Europeo”, Texto de Discusión N° 54 Centro de Estudios Económicos de la Regulación – Universidad Argentina de la Empresa, Buenos Aires, abril de 2004.

Pitonesi, Héctor (2001) “Desempeño de las industrias de electricidad y gas natural después de las reformas: el caso de Argentina”, CEPAL/ECLAC – Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica y Social - ILPES, Santiago de Chile, diciembre de 2001.

Salgado, René y Altomonte Hugo (2001) “Indicadores de Sustentabilidad 1990-1999”, CEPAL/ECLAC – División de Recursos Naturales e Infraestructura, Santiago de Chile, agosto de 2001.

Para solicitar alguno de estos documentos o suscribirse a toda la Serie Textos de Discusión CEER, vea las instrucciones al final de la lista. Un listado comprehensivo de la Serie textos de Discusión CEER puede hallarse en nuestro web site.

- STD 1. Laffont, Jean Jacques: Llevando los principios a la práctica en teoría de la regulación (marzo 1999)
- STD 2. Stiglitz, Joseph: The Financial System, Bussiness Cycle and Growth (marzo 1999)
- STD 3. Chisari, Omar y Antonio Estache: The Needs of the Poor in Infrastructure Privatization: The Role of Universal Service Obligations. The Case of Argentina (marzo 1999)
- STD 4. Estache, Antonio y Martín Rossi: Estimación de una frontera de costos estocástica para empresas del sector agua en Asia y Región del Pacífico (abril 1999)
- STD 5. Romero, Carlos : Regulaciones e inversiones en el sector eléctrico (junio 1999)
- STD 6. Mateos, Federico: Análisis de la evolución del precio en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina entre 1992 y 1997 (julio 1999).
- STD 7. Ferro, Gustavo: Indicadores de eficiencia en agua y saneamiento a partir de costos medios e indicadores de productividad parcial (julio 1999)
- STD 8. Balzarotti, Nora: La política de competencia internacional (septiembre 1999)
- STD 9. Ferro, Gustavo: La experiencia de Inglaterra y Gales en micromedición de agua potable (septiembre 1999)
- STD 10. Balzarotti, Nora: Antitrust en el mercado de gas natural (octubre 1999)
- STD 11. Ferro, Gustavo: Evolución del cuadro tarifario de Aguas Argentinas: el financiamiento de las expansiones en Buenos Aires (octubre 1999)
- STD 12. Mateos, Federico, Martín Rodríguez Pardina y Martín Rossi: Oferta y demanda de electricidad en la Argentina: un modelo de ecuaciones simultáneas (noviembre 1999)
- STD 13. Ferro, Gustavo: Lecciones del Seminario Proyección de Demanda de Consumo de Agua Potable (noviembre 1999)
- STD 14: Rodríguez Pardina, Martín y Martín Rossi: Medidas de eficiencia y regulación: una ilustración del sector de distribuidoras de gas en la Argentina (diciembre 1999)
- STD 15: Rodríguez Pardina, Martín, Martín Rossi y Christian Ruzzier: Fronteras de eficiencia en el sector de distribución de energía eléctrica: la experiencia sudamericana (diciembre 1999)
- STD 16: Rodríguez Pardina, Martín y Martín Rossi: Cambio tecnológico y catching up: el sector de distribución de energía eléctrica en América del Sur (marzo 2000)
- STD 17: Ferro, Gustavo: El servicio de agua y saneamiento en Buenos Aires: privatización y regulación (abril 2000).
- STD 18: Celani, Marcelo: Reformas en la industria de las telecomunicaciones en Argentina (junio 2000).
- STD 19: Romero, Carlos: La desregulación de la comercialización de electricidad en Inglaterra y Gales (junio 2000).
- STD 20: Rossi, Martín: Midiendo el valor social de la calidad de los servicios públicos: el agua.
- STD 21: Rodríguez Pardina, Martín: La concesión de Aguas Argentinas. (Noviembre 2000).
- STD 22: Rossi, Martín e Iván Canay: Análisis de eficiencia aplicado a la regulación ¿Es importante la Distribución Elegida para el Término de Ineficiencia? (Noviembre 2000)
- STD 23: Ferro, Gustavo: Los instrumentos legales de la renegociación del contrato de Aguas Argentinas (1997-99) (Diciembre 2000).
- STD 24: Briggs, María Cristina y Diego Petrecolla: Problemas de competencia en la asignación de la capacidad de los aeropuertos. El Caso Argentino (Marzo 2001).
- STD 25: Ferro, Gustavo: Riesgo político y riesgo regulatorio: problemas en la concesión de sectores de infraestructura (Marzo 2001).

- STD 26: Ferro, Gustavo: Aguas del Aconquija: revisión de una experiencia fallida de privatización (abril 2001).
- STD 27: Ferro, Gustavo y Marcelo Celani: Servicio universal en telecomunicaciones: concepto y alcance en Argentina (Junio 2001).
- STD 28: Bondorevsky, Diego: Concentración horizontal en el sector de distribución eléctrica en Argentina. (Julio 2001).
- STD 29: Bondorevsky, Diego y Diego Petrecolla: Estructura del mercado de gas natural en Argentina e integración energética regional: Problemas de defensa de la competencia (Julio 2001).
- STD 30: Ferro, Gustavo: Participación del Sector Privado y Regulación en Agua y Saneamiento en Argentina: Casos Seleccionados.
- STD 31: Ferro, Gustavo: Desempeño reseñado de la concesión de agua y saneamiento metropolitana durante 1993-2001.
- STD 32: Bondorevsky Diego y Diego Petrecolla: Concesiones de agua y saneamiento en Argentina: Impacto en los sectores pobres (julio 2001).
- STD 34: Romero, Carlos: Servicio universal en el proceso de privatización de las empresas de telecomunicaciones y agua potable y alcantarillado en el Paraguay (septiembre 2001).
- STD 35-A: Bondorevsky, Diego y Romero Carlos: Fusiones y adquisiciones en el sector eléctrico: Experiencia internacional en el análisis de casos (diciembre 2001)
- STD 35-B: Canay, Iván: Eficiencia y Productividad en Distribuidoras Eléctricas: Repaso de la metodología y aplicación (febrero 2002).
- STD 36: Ullberg, Susann: El Apagón en Buenos Aires 1999 Manejo de crisis en los sectores privados y Públicos en la Argentina (marzo 2002).
- STD 37: Celani Marcelo, Petrecolla Diego, Ruzzier, Christian: Desagregación de Redes en Telecomunicaciones: Una Visión desde la Política de Defensa de la Competencia (abril 2002).
- STD 38: Bondorevsky Diego, Petrecolla Diego, Romero Carlos, Ruzzier Christian: Competencia por Comparación en el Sector de Distribución Eléctrica: El Papel de la Política de Defensa de la Competencia (abril 2002).
- STD 39: Cardozo Javier y Devoto Alberto: La tarifa de distribución antes y después de la Reestructuración del Sector Eléctrico (mayo 2002).
- STD 40: Canay, Iván: Modelando el Gas entregado en Argentina: ¿Cuál es el mejor Predictor? (mayo 2002).
- STD 41: Ruzzier, Christian: Una introducción a la estimación no paramétrica de fronteras de eficiencia (julio 2002).
- STD 42: Rodríguez Pardina, Martín: Mecanismos de Governance del Mercado Eléctrico Argentino: Análisis crítico y comparación internacional (diciembre 2002).
- STD 43: Roitman Mauricio y Ferro Gustavo: La Concesión de Aguas Provinciales de Santa Fe (marzo 2003).
- STD 44: Rodríguez Pardina, Martín: La determinación del Costo de Capital en América Latina : Un estudio comparativo de casos (Mayo 2003)
- STD 45: Rodríguez Pardina, Martín: Las tarifas de Servicios Públicos en un Contexto de Crisis (Diciembre 2003)
- STD 46: Bondorevsky, Diego: Índices de “Mark Up” en el Mercado Eléctrico Mayorista de Argentina (Diciembre 2003)
- STD 47: Ferro Gustavo y Petrecolla Diego: Crisis y respuesta Tarifa Social en Agua y Saneamiento en Argentina (Diciembre 2003)
- STD 48: Ferro Gustavo y Petrecolla Diego: Subsidios cruzados en Agua y Cloacas: La concesión de Buenos Aires (Diciembre 2003)
- STD 49: Ferro Gustavo: Sector de Agua y Saneamiento, Tarifa Social en Argentina (Diciembre 2003)
- STD 50: Petrecolla Diego y Romero Carlos: Lecciones del Desempeño, crisis y reformas de segunda generación del sector eléctrico argentino (Diciembre 2003)

- STD 51: Petrecolla Diego y Romero Carlos: Abogacía de la competencia en Argentina. Concentración horizontal en un ambiente regulado. El caso de la distribución de electricidad en el Area Metropolitana de Buenos Aires (Diciembre 2003)
- STD 52: Loza Andrés, Paula Margaretic y Carlos Romero: Consistencia de medidas de eficiencia basadas en funciones de distancia paramétricas y no paramétricas. una aplicación al sector de distribuidoras de electricidad en la argentina
- STD 53: Arrué Dario y Ridelener Gabriela: Consideraciones sobre la determinación de la base de capital de empresas de Electricidad y su remuneración en condiciones de emergencia económica (Abril 2004)
- STD 54: Oriolo Miriam: La desregulación del Mercado de Energía y la nueva regulación. La política energética. El caso europeo (Abril 2004)
- STD 55: Greco Esteban y Leonardo Stanley: Ablución de activos, tarifas e incentivos: La base de capital en las empresas reguladas y la renegociación contractual. (Junio 2004)
- STD 56: Roitman Mauricio: Aplicación de técnicas de datos en panel a la medición de eficiencia relativa entre empresas de distribución eléctrica reguladas: Una guía para la práctica regulatoria (Agosto 2005)
- STD 57: Bidart Marina y Diego Petrecolla: Defensa de la Competencia en los Mercados Energéticos. El Enfoque Integral de la Autoridad Argentina de Competencia.



Centro de Estudios Económicos de la Regulación

Solicitud de incorporación a la lista de receptores de publicaciones del CEER

Deseo recibir los ejemplares correspondientes a la serie (marque con una cruz la que corresponda):

- a) Working Papers Series (...) e-mail, formato pdf
b) Serie de Textos de Discusión (...) e-mail, formato pdf

Mi nombre es:.....

E-mail:.....

Ocupación:.....

Domicilio:.....

Firma:

Tenga a bien enviar esta solicitud por fax o correo a:

SECRETARIA CEER
Lima 717
C1073AAO Buenos Aires - Argentina
Por fax, al 54-11-4379-7693
E-mail: ceer@uade.edu.ar
www.uade.edu.ar